

Bidirektionales Laden: Von der Last zur Lösung!

Von Sebastian Faller, Mathias Müller, Adrian Ostermann und Timo Kern

Im Forschungsprojekt "Bidirektionales Lademanagement – BDL" wird ein ganzheitliches, nutzerorientiertes Konzept für die Integration von Elektrofahrzeugen in das Energiesystem entwickelt und erprobt.

Projektvorstellung

Im Projekt BDL entwickeln Projektpartner aus der Automobilbranche, der Energiewirtschaft und der Wissenschaft nutzerfreundliche, technische Lösungen für rückspeisefähige Elektrofahrzeuge. Im zukünftigen Energiesystem können Elektrofahrzeuge eine wichtige Rolle übernehmen, weshalb ein intelligentes Zusammenspiel von Fahrzeugen, Ladeinfrastruktur, Stromnetzen und Energiesystem zu entwickeln ist. Rückspeisefähige Elektrofahrzeuge können netzdienlich eingesetzt werden, indem sie die Integration von Energie aus erneuerbaren Quellen ins öffentliche Stromnetz optimieren und es gleichzeitig stabilisieren. Hierzu wird in BDL die Leistung und Speicherkapazität der Elektrofahrzeuge in verschiedenen Anwendungsfällen (Use Cases) genutzt. Für die Käufer des Elektrofahrzeuges erhöht sich so die Attraktivität, indem die Energiekosten oder Netzentgelte – z. B. durch Reduktion der Spitzenlast – verringert werden. Zusätzlich können perspektivisch Erlöse durch eine Vermarktung von Flexibilität an den Strommärkten erzielt werden.

Das Konsortium

Neben dem Konsortialführer der BMW Group sind KOSTAL Industrie Elektrik GmbH, TenneT TSO GmbH, Bayernwerk Netz GmbH, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und die Universität Passau unsere Partner. Über das ffe-Verbundprojekt werden zusätzlich Bayernwerk, IAV automotive engineering, Innogy, LEW Verteilnetz, rhenag, Stadtwerke München, Uniper, Viessmann, illwerke vkw und Transnet BW in das Forschungsprojekt eingebunden. Dies ermöglicht einen Erfahrungsaustausch, die Beschleunigung der Standardisierungsarbeiten und das Herausarbeiten von Lösungen, die in der Breite akzeptiert sind. Das Forschungsprojekt wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert (Förderkennzeichen: 01MV18004F).

Die Arbeitsschwerpunkte des Vorhabens lassen sich in sieben Teilprojekte gliedern, welche in Abbildung 1 dargestellt sind.

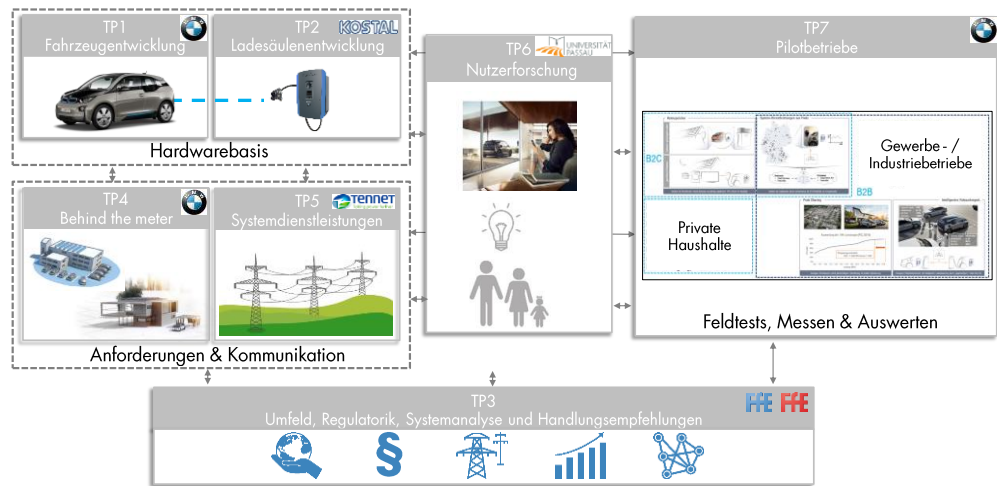


Abbildung 1: Projektstruktur Bidirektionales Lademanagement (BDL)

Im ersten Teilprojekt werden rückspeisefähige Elektrofahrzeuge basierend auf dem CCS-Standard entwickelt. Gemeinsam mit dem zweiten Teilprojekt, in welchem die entsprechende Ladeinfrastruktur entwickelt wird, ergibt dies die Hardwarebasis.

Das dritte Teilprojekt bildet durch wissenschaftliche Analysen eine Klammer um das Gesamtprojekt. Zu recherchieren sind Stand der Technik, Wirtschaftlichkeit und Regulatorik. Es sind Modelle weiter zu entwickeln, um Rückwirkungen der bidirektionalen Ladetechnologie auf das Verteilnetz zu simulieren und das Energiesystem und die Erlösmöglichkeiten zu betrachten. Zusätzlich werden unterschiedliche Use Cases (siehe Abbildung 2) identifiziert und Geschäftsmodelle abgeleitet. Aufbauend auf der wissenschaftlichen Analyse werden anschließend Handlungsempfehlungen an die Regulatorik entwickelt.

In den Teilprojekten vier und fünf werden die Betriebsweisen und Regelungsstrategien für unterschiedliche Use Cases entwickelt und erprobt. Im Teilprojekt vier wird die Anforderung und Kommunikation hinter dem Zähler beim Anschlussnutzer und im Teilprojekt fünf werden Systemdienstleistungen entwickelt.

Das sechste Teilprojekt beschäftigt sich mit der Nutzerforschung und den Anforderungen der Fahrzeugbesitzer an bidirektionale Elektrofahrzeuge.

Abschließend werden einzelne Use Cases in einem Feldtest mit 50 Fahrzeugen erprobt und umfassend ausgewertet. Im Rahmen dieser einjährigen Pilotphase werden Privat- und Flottenbetreiber mit rückspeisefähigen BMW i3s, passender Ladehardware und dazugehörigen digitalen Services ausgestattet, um den Kundennutzen und die Benutzerfreundlichkeit der bis dahin entwickelten Lösungen unter Realbedingungen zu testen.

























Use Cases

Die Anwendungsfälle des bidirektionalen Lademanagements müssen orientiert an Kundenbedarfen entwickelt werden. Hierzu wird das Verhalten eines Systems aus Anwendersicht beschrieben. Die verwendete Use Case Methodik wurde durch europäische Gremien (CEN, CENELEC und ETSI) konzipiert. [1], [2]

Um die unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten von bidirektionalen Elektrofahrzeugen bewerten zu können, wurden in mehreren Workshops mit über 40 Experten abschließend 14 übergeordnete Use Cases identifiziert. Im weiteren Projektverlauf wurden die Use Cases

anhand des Erlösorts, der Kundengruppe und der Regelung geclustert. Der Erlösort kann in drei Ausprägungen unterteilt werden. Die ersten beiden Ausprägungen (SLP und RLM-Kunde) sind „behind-the-meter“ Anwendungen, bei denen durch Optimierung der Residuallast ohne Rückspeisung in das Stromnetz Kosten minimiert werden. Hierbei wird zwischen Haushaltskunden (SLP), welche nur einen Arbeitspreis bezahlen (ohne Leistungsmessung), und Groß-/Gewerbekunden (Jahresverbrauch über 100.000 kWh) bei welchen nach § 12 Abs.1 StromNZV eine Leistungsmessung (RLM) notwendig ist, unterschieden. Der dritte Erlösort schließt alle netz-, markt- und systemdienlichen Use Cases mit ein. Neben dem Erlösort ist auch die Kundengruppe entscheidend. In diesem Bereich wird unterschieden, ob der Nutzer des bidirektionalen Elektrofahrzeuges ein Gewerbe/RLM-Kunde oder ein Haushalts-/SLP-Kunde ist. So könnte der netzdienliche Use Case Redispatch perspektivisch beispielsweise sowohl von Gewerbe- als auch Haushaltskunden erbracht werden. Abhängig vom Use Case erfolgt die Regelung entweder zentral oder lokal. Im Falle einer zentralen Regelung kann diese durch das BMW-Backend oder einen Aggregator durchgeführt werden.

Darauf folgend wurden die Use Cases priorisiert und die Use Cases Spitzenlastkappung, Eigenverbrauchserhöhung und zeitliche Arbitrage (Intraday) zur Kundenumsetzung beschlossen (vgl. Abbildung 2). Alle Kundengruppen und Erlösorte sind in der Kundenumsetzung abgedeckt.

Name	Erlös-Ort	Kunden-gruppe	Regelung	Ausarbeitung im Projekt
Spitzenlastkappung			Zentral	Kundenumsetzung
Eigenverbrauchserhöhung			Lokal	Kundenumsetzung
Zeitliche Arbitrage (Intraday)			Zentral	Kundenumsetzung
Zeitliche Arbitrage (Day-Ahead)			Zentral	Labor
„Echter“ Grünstrom (mit PPA)			Zentral	Labor
Primärregelleistung			Lokal	Labor
Lokale Netzdienstleistung			Zentral	Labor
Redispatch			Zentral	Labor
Blindleistungsbereitstellung			Zentral	Labor
Tarifoptimiertes Laden/Entladen			Lokal	Labor
Flottenmanagement			Lokal	Labor
„Echter“ Grünstrom (CO ₂ Laden)			Zentral	Simulation/Konzept
Notstromversorgung	-	-	Lokal	Simulation/Konzept
Powerbox	-	-	-	Simulation/Konzept




 Zu Hause/SLP-Kunde
  Gewerbe/ RLM-Kunde
  Netz/Markt/System

Abbildung 2: Im BDL Projekt betrachteten Use Cases

Kurzbeschreibung der drei Hauptanwendungsfälle

In Abbildung 3 werden die drei Hauptanwendungsfälle mithilfe von User Stories beschrieben. Dabei sollen die Fragen „Wer möchte was?“ und „Warum?“ beantwortet werden. Hiermit ist es möglich, die Anforderungen eines Kunden zu beschreiben. Basierend auf den User Stories kann so der Use Case mit einem besseren Verständnis weiter ausgearbeitet werden. Um die einzelnen Anwendungsfälle zu konkretisieren, wurden die Ziele und die Erlösquelle für die einzelnen Hauptanwendungsfälle spezifiziert.











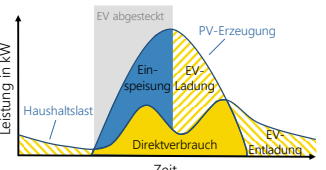
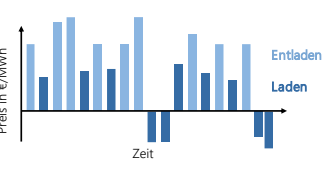
Spitzenlastkappung 	Eigenverbrauchserhöhung 	Zeitliche Arbitrage (Intraday) 
<p>Senkung der Lastspitze an einem (Unternehmens-)Standort mit registrierender Leistungsmessung (RLM) durch gesteuertes Laden/Entladen von bidirektionalen Fahrzeugen. Das Elektrofahrzeug wird zu Zeiten mit geringer Last geladen und in Zeiten der höchsten Lastspitze entladen.</p>	<p>Erhöhung des Eigenverbrauchs von selbsterzeugtem Strom (z. B. durch eine PV-Anlage) bzw. Reduktion des Netzbezugs durch Zwischenspeicherung des Überschussstroms in der Fahrzeugbatterie und Versorgung des Haushalts aus der Batterie des bidirektionalen Fahrzeugs.</p>	<p>Aggregation und Vermarktung der Lade- und Entladeflexibilität von bidirektionalen Fahrzeugen am Intraday-Markt. Das Elektrofahrzeug wird zu Zeitpunkten mit günstigen Preisen geladen und zu Zeiten mit hohen Preisen entladen.</p>
<p>Ziel: Senkung der maximalen Last (im Mittel über eine Viertelstunde) im Abrechnungszeitraum (Monat/Jahr). </p>	<p>Ziel: Erhöhung des Eigenverbrauchs durch Zwischenspeicherung und Reduktion des Netzbezugs. </p>	<p>Ziel: Laden zu Zeitpunkten mit geringen Preisen, Entladen zu Zeitpunkten mit hohen Preisen (Arbitrage-Geschäfte). </p>
<p>Erlösquelle: Reduzierter Leistungspreis (Bestandteil der Netznutzungsentgelte), welcher für die maximale Leistung je kW berechnet wird. </p>	<p>Erlösquelle: Durch die Zwischenspeicherung und zusätzliche Nutzung des günstigen selbsterzeugten Stroms wird teurer Netzbezug vermieden. </p>	<p>Erlösquelle: Durch die unterschiedlichen Preise kann die Energie günstig beschafft, teurer verkauft und die Differenz der Preise als Erlöse generiert werden. </p>
		

Abbildung 3: Beschreibung der Use Cases: Spitzenlastkappung, Eigenverbrauchserhöhung und zeitliche Arbitrage

Spitzenlastkappung durch bidirektionale Elektrofahrzeuge

Der Use Case Spitzenlastkappung ist für Kunden von Elektrofahrzeugen relevant, bei welchen mit einer RLM-Messung die Leistung des Elektrizitätsbezuges erfasst wird. Für diese Kunden ist die Leistungsspitze entscheidend, da die zu entrichtenden Netzentgelte eine Leistungskomponente beinhalten. Beispielsweise betragen im Netzgebiet von Bayernwerk die Leistungsentgelte in der Niederspannung bei einer jährlichen Zahlung und mehr als 2.500 Jahresbenutzungsstunden 105,83 €/KW*a (netto) [3]. Durch das Bidirektionale Laden ist es möglich, zum Zeitpunkt der Spitzenlast Fahrzeuge zu entladen und so die bezogene Leistung des Unternehmens zu reduzieren. Der verringerte Ladezustand der Fahrzeugbatterien kann dann in Zeiträumen mit einem geringen Lastbezug wieder aufgeladen werden. Im Bestfall könnte, wenn zu Zeiten der Spitzenlast nicht mit 11 kW geladen, sondern gezielt entladen würde, die Leistungsspitze um 22 kW reduziert werden. In diesem Fall werden 105,83 €/KW*a * 22 KW = 2.328 €/a durch verringerte Leistungsentgelte eingespart.

Eigenverbrauchserhöhung durch bidirektionale Elektrofahrzeuge

Der Use Case Eigenverbrauchserhöhung richtet sich primär an Kunden mit einer Photovoltaik-Anlage. Wie in Abbildung 4 gezeigt, ist die EEG-Vergütung für Photovoltaikanlagen in den letzten Jahren bei einem Anstieg der Haushalts-Strompreise gesunken. Ab etwa 2012 ist die Einspeisevergütung geringer als der Strompreis. Folglich ist es wirtschaftlich sinnvoll, soweit möglich selbst erzeugten Strom auch selbst zu verbrauchen.

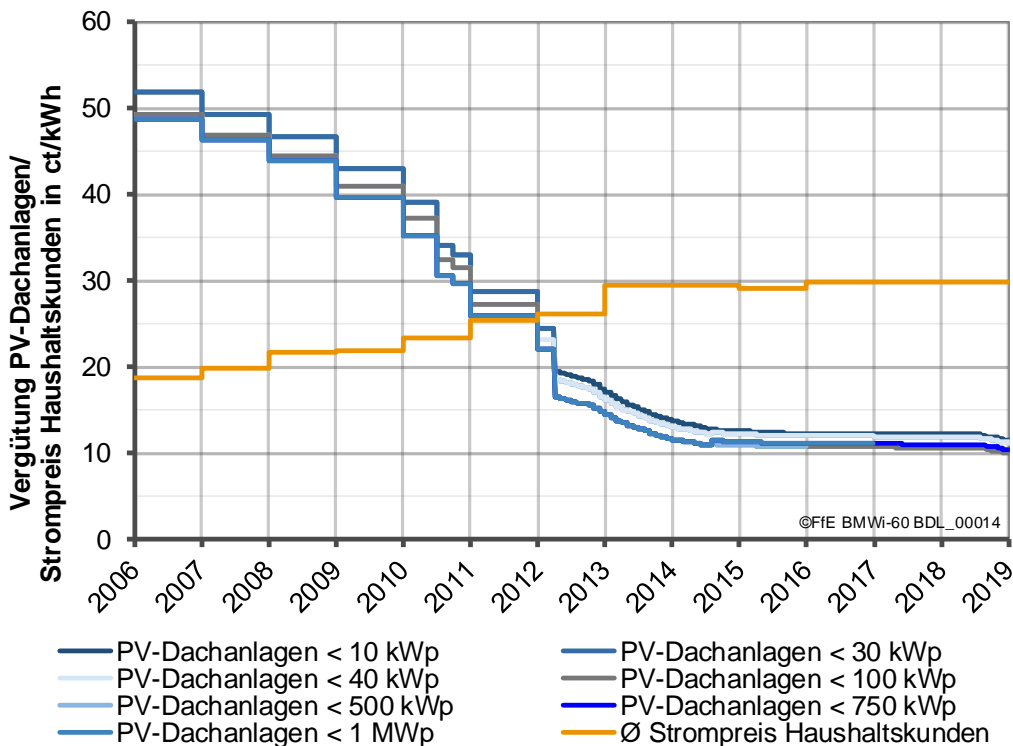


Abbildung 4: EEG-Vergütung nach Inbetriebnahmedatum und Strompreis für Haushaltskunden (Quelle: Bundesnetzagentur Monitoringberichte 2009 - 2018 und archivierte EEG-Vergütungssätze und Datenmeldungen sowie [4])

Um die volatile Erzeugung der PV-Anlage auszugleichen, wird der Speicher des Elektrofahrzeugs genutzt. Bei einem Überschuss an elektrischer Energie wird das Fahrzeug (soweit verfügbar) geladen und bei einem Netzbezug des Haushaltes wird das Fahrzeug (wenn möglich) entladen. So kann der Netzbezug minimiert werden. Der mittlere Haushaltspreis für Strom liegt aktuell bei 30,22 ct/kWh inkl. MwSt. [5]. Bei einer PV-Dachanlage unter 10 kW mit einem Inbetriebnahmedatum zum 01.07.2019 beträgt die EEG-Vergütung für Einspeisung 10,64 ct/kWh [6]. Für jede kWh, welche durch das bidirektionale Elektrofahrzeug zusätzlich selbst verbraucht/gespeichert werden kann, ergibt sich eine positive Differenz von 19,58 ct. Bei einem Nicht-Pendlerfahrzeug (90 % Anwesenheit zu Hause), einem Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh zzgl. 1200 kWh für das Elektrofahrzeug (40 kWh Batteriekapazität, 11 kW), einer PV-Dachanlage mit einer Leistung von 3 kW ist es möglich, den Eigenverbrauch zu steigern und Energiekosten einzusparen. Vorläufige Simulationsergebnisse haben gezeigt, dass im Vergleich zum ungesteuerten Laden, beim bidirektionalen Laden der Eigenverbrauch von 32 % auf 82 % steigt und somit in Summe jährlich ca. 295 € gespart werden können.

Zeitliche Arbitrage durch bidirektionale Elektrofahrzeuge

Durch das bidirektionale Laden ist auch ein Rückspeisen in das Stromnetz möglich, um an den Strommärkten durch zeitliche Arbitrage Erlöse zu generieren. Um die Höhe der potenziellen Erlöse einordnen zu können, wurde in einer Analyse der Intraday-Auktionspreise in 2018 eine mittlere Preisdifferenz der zehn günstigsten gegenüber den zehn teuersten Stunden eines Tages von 24 €/MWh ermittelt [7]. Bei einer Ladeleistung und Entladeleistung von 11 kW, einer angenommenen stetigen Verfügbarkeit des Fahrzeugs und einem Gesamtwirkungsgrad von 90 % können so Erlöse von 2,4 €/d und etwa 880 €/Jahr generiert werden.

Ausblick

Die bisherigen betrachteten Erlöspotenziale stellen eine erste grobe Abschätzung dar. Im weiteren Verlauf des Projekts werden die FfE -Simulationsmodelle ISAaR, GridSim und das Akteursmodell zur Bestimmung möglicher Erlöspotenziale durch bidirektionale Elektrofahrzeuge erweitert, um eine vollumfängliche Betrachtung aller auf Energiesystem- und Verteilnetzebene relevanter Fragestellungen im Kontext von BDL zu ermöglichen und zu beantworten [8], [9]. Parallel zu den Simulationsarbeiten werden die Anforderungen basierend auf den Use Case Beschreibungen detailliert ausgearbeitet und die entsprechende Gesamtsystemarchitektur entwickelt. Ebenso werden die Ladestrategien ausgearbeitet und implementiert sowie das Messkonzept zur Umsetzung und Evaluierung des in 2021 geplanten Pilotbetriebs erarbeitet.

Literaturverzeichnis

- [1] Directorate B - Security of supply, Energy markets & Networks: M/490 EN Smart Grid Mandate - Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to support European Smart Grid deployment. Brüssel: European Commission, 2011.
- [2] Generische Anforderungen an Intelligente Elektrizitätsversorgungssysteme (Smart Grids) - Teil 1: Anwendung der Anwendungsfallmethodik speziell auf die Festlegung von generischen Anforderungen an Smart Grids nach dem IEC-Systemansatz (DIN IEC/TS 62913-1 (IEC SyCSmartEnergy/57/CD:2017)). Ausgefertigt am 2016-06, Version vom 2017-12; Entwurf Einsprüche bis zum 17.01.2018 möglich. Berlin: DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE, 2017.
- [3] Preisblatt Netzentgelte Strom. Regensburg: Bayernwerk Netz GmbH, 2019.
- [4] Quaschnig, Volker: Vergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz - Entwicklung der Vergütung für Photovoltaikanlagen nach dem EEG. In: <https://www.volker-quaschnig.de/datserv/EEG-PV/index.php>. (Abruf am 2019-07-30); Berlin: Quaschnig, 2011.
- [5] Schwencke, Tilman et al.: BDEW-Strompreisanalyse Januar 2019 - Haushalte und Industrie. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2019.
- [6] Anzulegende Werte für Solaranlagen Mai bis Juli 2019: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatei/Informationen/PV_Datenmeldungen/DegressionsVergSaetze_05-07_19.xlsx?__blob=publicationFile&v=3; Bonn: Bundesnetzagentur, 2019.
- [7] Power Market Data. In: <https://www.epexspot.com/en/market-data/>. (Abruf am 2019); Paris: EPEX SPOT, 2019.
- [8] Das FfE-Netz-Simulationsmodell GridSIM in: <https://web.archive.org/web/20170503085232/https://www.ffe.de/themen-und-methoden/modelle-und-tools/641-das-ffe-netz-simulationsmodell-gridsim>. München: FfE e.V., 2016
- [9] Böing, Felix; Murmann, Alexander; Pellingner, Christoph: ISAaR - Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und Ausbauplanung mit Regionalisierung in: <https://www.ffe.de/themen-und-methoden/modelle-und-tools/625-isaar-integriertes-simulationsmodell> (Abruf:12.09.2017) Archived by WebCite <http://www.webcitation.org/6tQ5Gxmi1>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2016